Propanos

La versión original de este artículo fue creada por Francesco Gerali, becario residente Elizabeth & Emerson Pugh 2020 en el Centro de Historia del IEEE.

Se recomienda citar este artículo de la siguiente manera:

> F. Gerali (2020). *Apuntaladores* , Wiki de Historia de la Ingeniería y la Tecnología. [En línea] Disponible en: https://ethw.org/Proppants

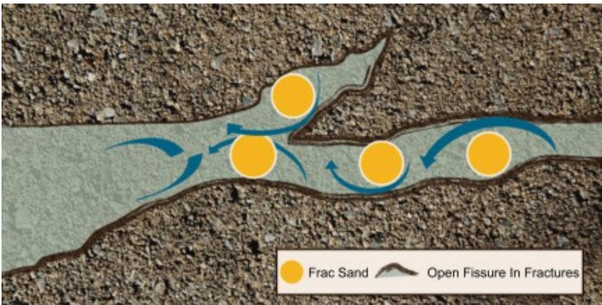


Figura 1. Mezcla de apuntalante de arena con el fluido de fracturación que pasa a través de una malla.

Sumario

1 Introducción
2 Historia y avances recientes en tecnologías de apuntalantes (1947-2018)
2.1 Apuntaladores de arena
2.2 apuntalantes ligeros
2.3 apuntalantes recubiertos de resina
2.4 apuntalantes cerámicos
2.5 apuntalantes multifuncionales
2.6 apuntalantes no esféricos
3 Conclusiones
4 Véase también
5 Referencias
6 Lecturas adicionales

Introducción

La fracturación hidráulica consiste en inyectar fluidos en formaciones productoras de petróleo o gas a altas velocidades y presiones para generar fracturas en las rocas (Fig. 1). La función de los agentes de apuntalamiento es proporcionar y mantener un conducto eficiente a largo plazo para la producción desde el yacimiento hasta el pozo. Estos agentes se mezclan con los fluidos de fracturación y se inyectan en la formación (Fig. 2).


Figura 2. Representación de los agentes apuntalantes que se asientan en las fracturas.

Hoy en día, los materiales apuntalantes se pueden agrupar en tres categorías principales: arena de sílice redondeada, arenas recubiertas de resina y materiales cerámicos sintéticos sinterizados o fundidos (Fig. 3). Los materiales base más utilizados son arena, cerámica y bauxita sinterizada. Los cálculos sobre el rendimiento de los apuntalantes en la formación inyectada también mejoran la operación de estimulación del pozo; para cuantificar el rendimiento de los apuntalantes, el Instituto Americano del Petróleo [1] (API) y la Organización Internacional de Normalización (ISO) han elaborado procedimientos específicos de control de calidad en los últimos 30 años. La selección del apuntalante, que incluye el tipo, tamaño y forma del apuntalante, es un elemento muy crítico en el diseño de la estimulación. Los apuntalantes deben soportar altas temperaturas, presiones y el ambiente corrosivo presente en la formación. Si el apuntalante no soporta las tensiones de cierre de la formación, se desintegra, produciendo finos o fragmentos que reducen la permeabilidad de la fractura apuntalada.

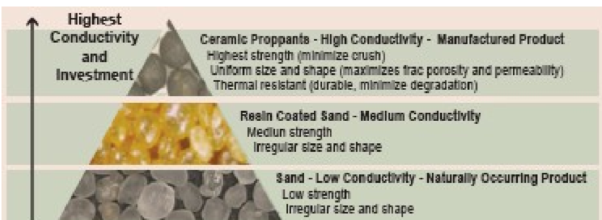
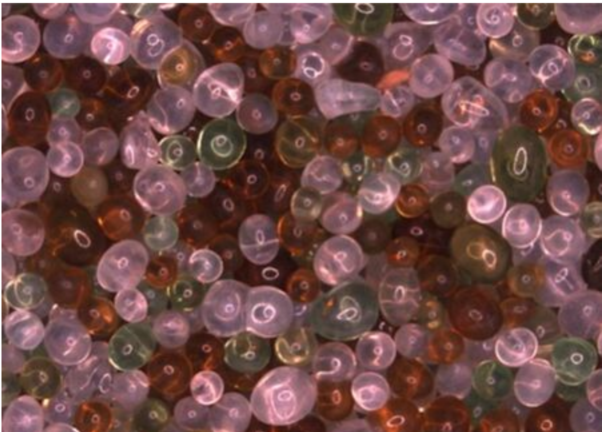


Figura 3. Pirámide de rentabilidad de los diferentes tipos de apuntalantes.

La disponibilidad y el costo son los atributos más deseables de los apuntalantes, pero también son cruciales las cualidades físicas de los apuntalantes, tanto naturales (por ejemplo, granos de arena) como artificiales (como la arena recubierta de resina y la cerámica). Las propiedades estructurales de los apuntalantes, tanto naturales como artificiales, se evalúan según criterios específicos:

- Conductividad: la cantidad de flujo que permite el agente de apuntalamiento.
- Solubilidad en ácido: las pruebas de solubilidad en ácido pueden indicar la presencia de contaminantes y determinar cómo es probable que se comporte el agente de apuntalamiento bajo tierra.
- Forma: el grado de redondez o esfericidad de un grano de apuntalante determina cómo reaccionará a los fluidos de fracturación hidráulica y producirá petróleo o gas.
- Resistencia al aplastamiento: capacidad del grano de apuntalante para soportar la tensión de las altas presiones en el fondo del pozo.
- Solubilidad: la incapacidad del agente de apuntalamiento para disolverse dentro de una sustancia.


Figura 4. Muestra de apuntalante de vidrio artificial producido a partir de botellas de desecho.

- Turbidez: ausencia de impurezas como arcilla, limo, etc., dentro del material de apuntalamiento.

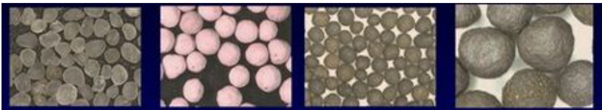


Figura 5. Muestras de apuntalantes con diferente densidad.

Historia y avances recientes en tecnologías de apuntalantes (1947-2018)

El primer uso experimental de la fracturación hidráulica tuvo lugar en 1947 con aproximadamente 9,1 toneladas métricas de arena de río. Los tratamientos de fracturación se realizaron con arena de construcción usada, tamizada con una malla metálica. Si bien se han observado diversas tendencias en el tamaño de la arena, desde granulometría muy gruesa hasta fina, desde sus inicios la arena con una malla estándar estadounidense de -20/+40 [2] ha sido la más popular. Actualmente, aproximadamente el 85 % de la arena utilizada tiene este tamaño.



Figura 6. Agentes de apuntalamiento cerámicos multifuncionales recubiertos con biopelícula bacteriana.

Desde entonces, el proceso de estimulación y fracturación de pozos ha evolucionado continuamente, al igual que los materiales y las tecnologías empleados para tal fin. Además de los granos de arena y las cáscaras de nuez que se encuentran de forma natural, en los últimos 70 años, especialmente después del auge de Texas en la década de 1980, se seleccionaron cuidadosamente varios materiales de apuntalamiento según su tamaño, forma, peso (por ejemplo, ultraligeros) y características mecánicas (por ejemplo, multifuncionales). Numerosos agentes de apuntalamiento fueron evaluados a lo largo de las décadas de 1960 y 1970, incluyendo arenas recubiertas de resina, gránulos de plástico, perlas de vidrio redondeadas, cenizas y granalla de acero (Fig. 4). Desde la década de 1980 se desarrollaron y comercializaron gránulos de aluminio, perlas de vidrio de alta resistencia, bauxita sinterizada y circonio fundido.

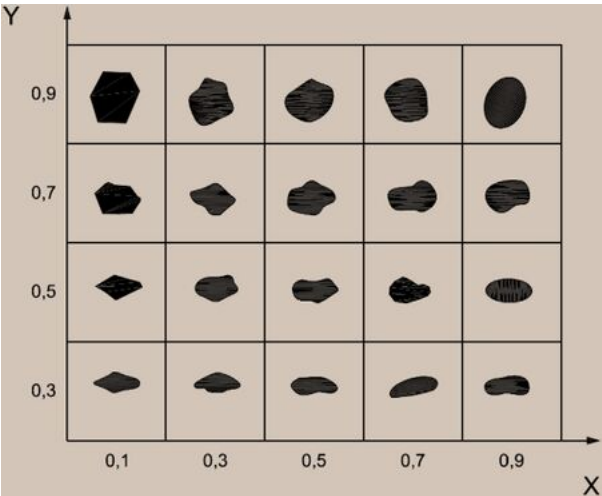


Figura 7. Gráfico de Krumbein-Sloss.

La experimentación y las nuevas técnicas de fracturación hidráulica propiciaron grandes avances en los estudios de apuntalantes, culminando en los innovadores descubrimientos de la década de 2010. Los apuntalantes artificiales ofrecieron capacidades únicas que los naturales no poseían: científicos y fabricantes desarrollaron apuntalantes diseñados para mitigar o resistir muchas de las condiciones físicas y ambientales presentes en las zonas profundas fracturadas. Esta nueva era de apuntalantes, aún en combinación con los tradicionales, permitió a los desarrolladores de recursos adaptarse con mayor eficacia a las condiciones y características de sus formaciones rocosas objetivo. Al ajustar las propiedades del apuntalante, como el tamaño, la geometría y el peso, se puede obtener el canal óptimo para los flujos de producción de hidrocarburos no convencionales en diferentes tipos de rocas.

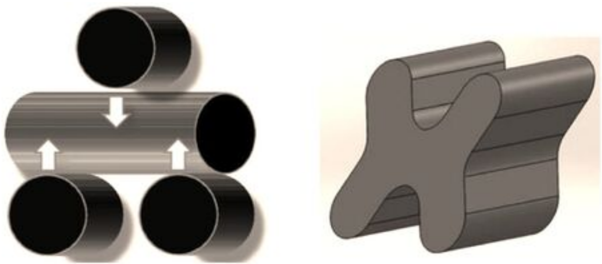


Figura 8. Reconfiguración de las formas de los apuntalantes.

Apuntaladores de arena

Durante décadas, las arenas han sido el agente de apuntalamiento más utilizado en la fracturación hidráulica, principalmente debido a su bajo costo y facilidad de manejo. Las arenas de fracturación se extraen de depósitos de arena de sílice o lechos de ríos, se trituran, se lavan, se secan y (aunque no siempre) se clasifican por tamaño. Estos son procesos mecánicos y no se requiere ninguna acción química especial (y costosa). Dos tipos de arenas de apuntalamiento se utilizan principalmente desde el inicio de esta práctica: arena de cuarzo blanca (de color claro debido a sus pocas impurezas) y arena de cuarzo marrón coñac (experimentada por primera vez en 1958) con bajo porcentaje de sílice y alto contenido de impurezas, lo que la hace más propensa a la trituración a menor presión.

Property	Availability	Fracture treatment	Flow requirement
Resistance	Source of supply	Fluid system required	Desired flow
Format	Quality	Impact of proppant size	Cost x benefit (set, cost of proppant for recovery of hydrocarbons)
Size		Relation between fluids such as slickwater and cross-linked	
Durability	Cost		

Figura 9. Gráfico que resume los factores básicos de selección de apuntalantes.

La tasa de concentración de arenas en los fluidos de perforación (lbm/gal de fluido) [3] se mantuvo baja hasta mediados de la década de 1960, cuando se introdujeron fluidos viscosos como el gel reticulado a base de agua y el petróleo refinado viscoso. Entonces se abogaron agentes de apuntalamiento de gran tamaño. La tendencia cambió entonces del concepto de monocapa o monocapa parcial al bombeo de concentraciones de arena más altas. Desde entonces, la concentración ha aumentado casi continuamente, con un fuerte incremento en los últimos años. Estas altas concentraciones de arena se deben en gran medida a los avances (presión y velocidad) en los equipos de bombeo y a la mejora de los fluidos de fracturación. Por ejemplo, hoy en día no es raro utilizar concentraciones de apuntalante que promedian de 5 a 8 lbm/gal durante todo el tratamiento, con una concentración baja al inicio del trabajo, que aumenta a 20 lbm/gal hacia el final del trabajo.

apuntalantes ligeros

La gravedad específica [4] (sg) de las arenas tiene un valor promedio de 2,65; los apuntalantes cerámicos fabricados tienen una sg de alrededor de 3,9. Ambos son más densos que el agua (sg de 1,0) o las soluciones salinas (sg de aproximadamente 1,2), que son los fluidos base típicos utilizados para transportar el apuntalante a la formación. Existen tres ventajas y desventajas principales al usar apuntalantes ligeros en comparación con apuntalantes de alta densidad:

1. menor volumen de fractura para un peso fijo de apuntalantes.
2. mayores costos
3. Mayor velocidad de sedimentación en los fluidos portadores.

Para evitar la sedimentación, se utilizan fluidos de fracturación de alta viscosidad que mantienen el material de apuntalamiento en suspensión, permitiendo así una mayor penetración en las fracturas. En algunas aplicaciones, se prefiere el apuntalamiento ultraligero, ya que reduce la sedimentación, requiere fluidos de baja viscosidad para su transporte y permite una mayor longitud de

apuntalamiento. También puede ser más útil en situaciones donde se requieren altas velocidades de bombeo o fluidos portadores de baja viscosidad. Se han utilizado diversas técnicas para reducir la gravedad específica del apuntalamiento. La gravedad específica para apuntalamiento ligero oscila entre 0,8 y 2,59.

Para fabricar apuntalantes ligeros, se seleccionaron materiales con una densidad menor. Las cáscaras, huesos y vainas de nuez fueron los primeros tipos de apuntalantes ligeros utilizados en el campo. Si bien estos materiales penetran más profundamente en la formación, su baja resistencia estructural limita su aplicabilidad a formaciones con presiones de cierre relativamente bajas. Además, los pequeños fragmentos de partículas resultantes de la trituración de estos materiales reducen el espacio conductor disponible para el flujo de fluidos al disminuir la red de fracturas.

apuntalantes recubiertos de resina

Dado que la arena de fracturación es fácilmente friable y genera finos al ser sometida a una presión excesiva, se desarrolló arena recubierta de resina para mejorar su conductividad. Las arenas recubiertas de resina (RCS, por sus siglas en inglés) han sido un elemento fundamental en los tratamientos de estimulación durante más de 40 años. Su durabilidad se debe principalmente a su capacidad para formar una capa compacta dentro de las fracturas, evitando así que los apuntalantes regresen al pozo durante la fracturación y la producción. Además, es más resistente que la arena y suele ser la opción preferida cuando se requiere resistencia a la compresión para evitar el aplastamiento en zonas de presión extrema en profundidad. La principal desventaja del recubrimiento de resina es que, al estar compuesto de polímeros, tiende a tener temperaturas de reblandecimiento o degradación bajas en comparación con los materiales inorgánicos.

Posteriormente, las tecnologías de recubrimiento también se aplicaron a perlas de vidrio y apuntalantes cerámicos. Todos estos apuntalantes pertenecen a la categoría de apuntalantes recubiertos de resina (RCP) y también pueden utilizarse para prevenir la producción de arena en zonas de formaciones blandas donde se requiere control de la arena.

Los apuntalantes se recubren previamente con resina en una planta de producción y se transportan al lugar de perforación (precurados) o se recubren (curables) en el sitio del pozo mediante sistemas de recubrimiento de resina líquida (LRC). El rendimiento del apuntalante depende de las propiedades del material de resina curada. Las resinas más utilizadas para recubrir apuntalantes son las resinas epoxi, [5] furano, [6] poliésteres, ésteres vinílicos y poliuretano. La resina epoxi es la principal utilizada para el recubrimiento de apuntalantes, principalmente porque tiene muy buena resistencia mecánica, resistencia al calor y resistencia química. El furano tiene gran resistencia al calor y al agua, pero no proporciona una alta resistencia mecánica. El poliuretano también proporciona gran resistencia mecánica, buena resistencia al calor y resistencia química, pero solo cuando la temperatura de aplicación es inferior a 250 °F.

Los enlaces cruzados químicos que se forman durante el curado de los materiales de resina impiden que el material curado se funda o fluya al recalentarse. Sin embargo, las resinas curadas/reticuladas experimentan un ligero ablandamiento a temperaturas elevadas, en un punto conocido como *temperatura de transición vítrea* [7] (Tg). Cuando la temperatura supera la Tg, la movilidad de las cadenas poliméricas aumenta significativamente y la resina curada pasa de un estado rígido/vítreo a un estado más elástico/flexible. En este caso, el sistema de resina se ablanda y su resistencia disminuye. Por lo tanto, la Tg se ha utilizado como un parámetro valioso para determinar el límite de rendimiento de las resinas.

apuntalantes cerámicos

Las arenas demostraron no ser capaces de soportar altas tensiones de cierre (hasta 6000 psi). Esta deficiencia se resolvió con el desarrollo de apuntalantes cerámicos de mayor resistencia, fabricados desde principios de la década de 1980 a partir de bauxita sinterizada, caolín, silicato de magnesio o mezclas de bauxita y caolín. En comparación con las arenas, los apuntalantes cerámicos sintéticos tienen mayor resistencia y son más resistentes al aplastamiento, especialmente cuando las tensiones de cierre superan los 8000 a 10 000 psi. Son más uniformes en tamaño y forma, y tienen mayor esfericidad y redondez para producir mayor porosidad y permeabilidad del lecho de apuntalante. Además, los apuntalantes cerámicos tienen una notable estabilidad química y térmica, lo que es funcional para reducir el efecto de diagénesis. Los apuntalantes cerámicos fueron desde el principio un producto de ingeniería caracterizado por una fabricación más compleja. Desde 1984, se desarrollaron cerámicas ligeras (LWC). Pocos años después siguieron las cerámicas de densidad intermedia (IDC) y las cerámicas de alta densidad (HDC) (Fig. 5).

El contenido de alúmina de los apuntalantes cerámicos se correlaciona bien con la resistencia de los pellets y la densidad del apuntalante. Esta correlación aproximada entre el contenido de alúmina y la resistencia se cumple siempre que los granos del apuntalante sean de alta calidad y se fabriquen de manera que se minimice la porosidad interna. El LWC suele contener entre un 45 % y un 50 % de alúmina; el IDC, entre un 70 % y un 75 %; y el HDC, entre un 80 % y un 85 %. Sin embargo, en 2014 se combinó por primera vez una materia prima con un contenido muy alto de alúmina con un nuevo proceso de fabricación que crea partículas extremadamente esféricas, de tamaño uniforme y completamente densificadas. Estos apuntalantes, denominados apuntalantes de ultra alta resistencia (UHSP), pueden alcanzar una resistencia a la compresión de hasta 20 000 psi.

apuntalantes multifuncionales

Los apuntalantes multifuncionales pueden utilizarse para detectar la geometría de la fractura hidráulica o como matrices para liberar lentamente aditivos químicos en el fondo del pozo, además de su función básica de mantener la fractura conductora durante la producción. Los apuntalantes multifuncionales, como los apuntalantes trazables y los apuntalantes para la eliminación de contaminantes (con aditivos químicos incorporados o recubiertos con ellos), se han utilizado para prolongar el rendimiento del pozo.

Los apuntalantes trazables respondieron a la necesidad de obtener información detallada sobre el tratamiento de estimulación, como la ubicación y la geometría de las fracturas hidráulicas creadas. También es importante determinar si la fractura hidráulica se ha extendido a zonas no deseadas, como zonas acuíferas. Los registros nucleares son uno de los métodos comunes para rastrear la extensión de la detección de fracturas inducidas e implican el uso de materiales radiactivos (trazadores) que pueden detectarse con herramientas de registro de rayos gamma. Los trazadores radiactivos pueden elaborarse recubriendo arena con materiales radiactivos, mezclándolos con materiales radiactivos naturales pulverizados, impregnando resinas de intercambio iónico radiactivas o plástico molido en apuntalantes. Al mezclarse con apuntalante convencional durante el proceso de fracturación, estos materiales radiactivos emiten rayos gamma. Posteriormente, se utilizan detectores de rayos gamma, que se han empleado en la industria del petróleo y el gas desde principios de la década de 1940, para registrar la actividad después del proceso de fracturación hidráulica. Los rayos gamma de los trazadores radiactivos se detectan, registran y analizan en tiempo real durante el registro con cable, o bien se almacenan en memoria y se procesan posteriormente tras la recuperación de los trazadores. Esta técnica suele ser muy eficaz y puede utilizarse para rastrear señales procedentes de múltiples dispositivos de rastreo.

Hexion Inc. [8] patentó en 2010 (solicitud de patente en 2006) una técnica avanzada que utiliza materiales no activados susceptibles a la radiación, capaces de activarse mediante una fuente de neutrones. Estos materiales pueden incorporarse al recubrimiento de resina del apuntalante o a la composición del apuntalante que se bombea al pozo, del mismo modo que los trazadores radiactivos. Posteriormente, una herramienta de registro, que contiene una fuente de neutrones pulsada o continua y un detector de rayos gamma, se desplaza a través de los intervalos que contienen el apuntalante. Los rayos gamma emitidos por los trazadores activados por neutrones son detectados por el sensor de la herramienta al pasar por una zona que contiene el material activado. La ventaja de esta técnica radica en que resuelve los problemas relacionados con la manipulación, el transporte, el almacenamiento y el impacto ambiental del material radiactivo.

En 2011 se informó sobre una técnica que permite detectar la geometría de la fractura sin utilizar elementos radiactivos. Esto se logra incorporando un compuesto de alta captura de neutrones térmicos (HTNCC) en bajas concentraciones en cada grano de apuntalante cerámico durante el proceso de fabricación. El apuntalante que contiene HTNCC se puede bombear al fondo del pozo y a las fracturas inducidas. Debido a que estos compuestos de alta captura de neutrones térmicos absorben neutrones, los cambios en los niveles de neutrones se pueden detectar utilizando registros de neutrones compensados convencionales (CNL) o herramientas de captura de neutrones pulsados (PNC). La zona que contiene el apuntalante se escanea utilizando registros de neutrones compensados posteriores a la fracturación y los resultados se comparan con los registros previos a la fracturación correspondientes. La ubicación de los apuntalantes detectables se determinó mediante el análisis de los registros de neutrones compensados previos y posteriores a la fracturación. Este avance tecnológico probablemente ampliará la gama de trazadores, al tiempo que disminuirá los inconvenientes del uso de agentes radiactivos.

El concepto de utilizar granos de apuntalante para filtrar, limpiar o eliminar posibles contaminantes de un pozo de producción también se desarrolló a principios de la década de 2010: estos se denominaron apuntalantes para la eliminación de contaminantes. Dependiendo de la naturaleza de los contaminantes, estos pueden eliminarse mediante métodos químicos, físicos o biológicos. Esto se puede lograr incorporando un componente químico para la eliminación de contaminantes, ya sea recubriendo los granos de apuntalante o rellenando los poros de los apuntalantes porosos (Fig. 6).

apuntalantes no esféricos

Tradicionalmente, la forma ideal del apuntalante se ha concebido como esférica o casi esférica y no angular: los apuntalantes esféricos con una distribución de tamaño estrecha proporcionan fracturas con la mayor conductividad. Un número de Krumbein [9] más bajo indica un apuntalante más angular (Fig. 7). Las partículas de apuntalante angulares y puntiagudas tienden a romperse en los puntos, lo que conduce a una menor conductividad a mayor tensión de cierre. Los apuntalantes cerámicos y los apuntalantes cerámicos recubiertos de resina requieren una esfericidad promedio de 0,7 o mayor y una redondez promedio de 0,7 o mayor. Todos los demás apuntalantes deben tener una esfericidad promedio de 0,6 o mayor y una redondez promedio de 0,6 o mayor.

Entre 2010 y 2013, se produjeron apuntalantes con diferentes formas (alargadas y en forma de varilla), distintas de la forma esférica convencional (Fig. 8). Estos presentan un factor de conductividad más elevado debido a la mayor porosidad del empaque. Una serie de observaciones de laboratorio realizadas a finales de la década de 2000 constató la porosidad del empaque no aprovechada tanto para apuntalantes esféricos como en forma de varilla. Los resultados de conductividad (37 % para los esféricos frente al 48 % para los en forma de varilla) demostraron la ventaja de estos últimos. La variación en la longitud y el diámetro de la varilla puede aumentar los riesgos de colocación, afectar la conductividad y el rendimiento del flujo de retorno del apuntalante.

En 2015 se investigó un apuntalante cerámico de alta resistencia con una forma diferente, basándose en la relación de que aumentar la fuerza de arrastre de las partículas del apuntalante reduce su velocidad de sedimentación. Fue diseñado y optimizado de tal manera que el centro de gravedad y el centroide del volumen no se alinean de forma estable, por lo que las partículas del apuntalante giran y aletean al sedimentarse en un fluido. Este diseño da como resultado un tiempo de sedimentación más lento en comparación con el apuntalante de arena esférica convencional.

Conclusiones

El desarrollo de yacimientos de petróleo y gas no convencionales es muy sensible a los costos, especialmente cuando se utilizan apuntalantes con características avanzadas. Con el desarrollo de yacimientos más profundos y una geometría de fractura y propiedades de formación más complejas, los requisitos de rendimiento para los apuntalantes se han vuelto muy exigentes (Fig. 9).

Véase también

- Fluidos de fracturación
- Fracturamiento hidráulico
- Ingeniería petrolera
- Registro de pozos
- Turbodrill

Referencias

Acharya, A R. Martes. " Viscoelasticidad de fluidos de fracturación reticulados y transporte de apuntalantes ". SPE (Sociedad de Ingenieros de Petróleo) Product. Eng.; (Estados Unidos). Volumen de la revista: 3:4

Alkhasov, Solomon. 2014. *Comercialización de un agente de apuntalamiento recubierto de resina* . Universidad Case Western Reserve. Tesis de maestría en ciencias.

Campos, VPP de, Sansone, EC, & Silva, GFBL e. 2018. “Apuntalantes de fracturación hidráulica”. *Cerámica* , 64 (370), 219-229.

Gallagher, David. 2011. “Jerarquía de la conductividad del aceite”. *Journal of Petroleum Technology* 63 (4): 18-20.

Liang, Feng, Sayed, Mohammed, Al-Muntasheri, Ghaithan A., Frank F., Chang, Li, Leiming 2016. “Una revisión exhaustiva de las tecnologías de apuntalantes”. *Petroleum* 2: 26-39

Gallegos, Tanya J., Varela Brian A. 2015. *Tendencias en la distribución de la fracturación hidráulica y en los fluidos de tratamiento, aditivos, apuntalantes y volúmenes de agua aplicados a pozos perforados en Estados Unidos entre 1947 y 2010: análisis de datos y comparación con la bibliografía*. Informe de Investigaciones Científicas 2014–5131. Reston, Virginia: Servicio Geológico de Estados Unidos.

Gidley, John L., Sociedad de Ingenieros del Petróleo. 1989. Avances recientes en la fracturación hidráulica. 12.ª ed. Richardson, TX: Sociedad de Ingenieros del Petróleo.

Gurley, DG, Copeland, C T. 1974. *Método para formar un paquete de grava consolidada en una formación subterránea.* Patente de Estados Unidos número: US 3854533. Titular: Dow Chemical Co.

Halliburton Services. 1971. *The Fracbook™ Manual de diseño y datos para la fracturación hidráulica.* Duncan, OK: Halliburton.

Jacobs, James A., y Stephen M. Testa. 2019. *Desarrollo de recursos no convencionales de petróleo y gas: técnicas de perforación horizontal y estimulación por fracturación hidráulica.* Newark: John Wiley & Sons, Incorporated.

RR McDaniel, SM McCarthy, M. Smith. 2010. *Métodos y composiciones para la determinación de la geometría de fracturas en formaciones subterráneas.* Patente estadounidense n.° 7,726,397 B2.

Olsen, TN, Bratton, TR, Thiercelin, MJ: "Cuantificación del transporte de apuntalantes para fracturas complejas en formaciones no convencionales", Artículo SPE 119300, presentado en la Conferencia de Tecnología de Fracturamiento Hidráulico SPE 2009, The Woodlands, TX, 19-21 de enero.

Page, JC, Miskimins, JL: "Una comparación de la propagación de fracturas hidráulicas y propulsoras en yacimientos de gas de esquisto", 09-05-26, J. Can. Pet. Tech., Vol 48, No. 5, mayo de 2009.

Zendehboudi, Sohrab y Bahadori, Alireza (eds.). 2017. «Exploración y perforación en reservas de gas y petróleo de esquisto». *Manual de petróleo y gas de esquisto* . Gulf Professional Publishing: 81-121.

Lecturas adicionales

1. https://www.api.org/products-and-services/standards/standards-plan
2. https://www.dualmfg.com/Pdf/USA-Standard-Mesh-Chart.pdf
3. https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/terms/l/lbmbbl
4. https://www.caee.utexas.edu/prof/kinnas/319lab/Book/CH1/PROPS/specgrav.html
5. https://pslc.ws/macrog/epoxy.htm
6. https://polymerdatabase.com/Polymer%20Brands/Furan%20Resins.html
7. https://www.netzsch-thermal-analysis.com/en/contract-testing/glossary/glass-transition-temperature/
8. https://www.hexion.com/en-US/
9. https://apps.dtic.mil/dtic/tr/fulltext/u2/a080983.pdf

Obtenido de « https://ethw.org/w/index.php?title=Proppants&oldid=185942 »

Esta página se editó por última vez el 13 ago 2021 a las 19:17.